

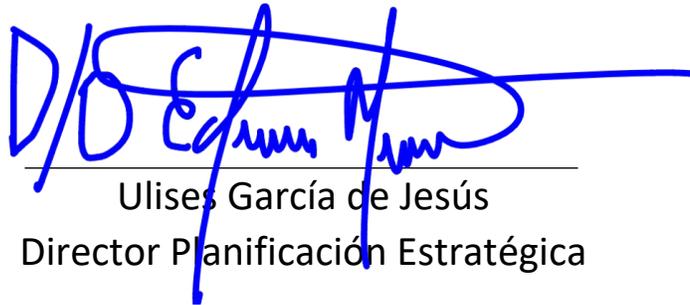
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DOMINICANA

DIRECCIÓN SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRAL

Informe ejecutivo del POA

Enero – diciembre 2019

Elaborado por:



Ulises García de Jesús

Director Planificación Estratégica

30 Marzo 2020

Tabla de Contenido

1.0	Introducción	3
2.0	Sistema de Seguimiento Estratégico	3
2.1	Sistema de Medición y Monitoreo a la Gestión Pública (SMMGP).	3
2.2	Balanced Scorecard ETED.	4
3.0	Balanced Scorecard de la ETED por perspectiva	4
3.1	Grupo de Interés	4
3.1.1	Energía No Suministrada Atribuible a la ETED	4
3.2	Perspectiva del cliente	5
3.2.1	Balance de energía y pérdidas de transmisión	5
3.3	Perspectiva Financiera	6
3.3.1	Facturación y cobros	6
3.3.2	Balance de las cuentas por cobrar	6
3.3.3	Ejecución Presupuestaria	7
3.4	Perspectiva Procesos Internos	7
3.4.1	Expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN)	7
3.4.2	Operación del SENI y del STN	8
3.4.3	Programa de proyectos de Telecomunicaciones (República Digital)	12
4.0	Resumen de las Inversiones ETED	13

1.0 Introducción

Este informe tiene como objetivo comunicar el estatus del desempeño de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) en el periodo enero-diciembre 2019, en respuesta a su misión de proveer servicio de transporte de energía eléctrica en alta tensión, con eficacia, eficiencia y transparencia, de acuerdo con la normativa vigente.

El Informe contiene un resumen visto desde las perspectivas financiera, operativa y administrativa, así como el progreso de las iniciativas que se han identificado prioritarias para mejorar continuamente el desempeño de la empresa.

2.0 Sistema de Seguimiento Estratégico

El sistema de seguimiento estratégico de ETED está basado en el Balanced Scorecard (BSC), creado por los doctores Robert Kaplan y David Norton y mide el desempeño organizacional desde diversas perspectivas. Las informaciones que se registran en el Balanced Scorecard de la ETED contienen los datos que son reportados en el Sistema de Medicion y Monitoreo de la Gestión Pública, (SMMGP), así como otros datos correspondientes a la gestión de la empresa.

2.1 Sistema de Medición y Monitoreo a la Gestión Pública (SMMGP).

El sistema de Medicion y Monitoreo a la Gestión Pública tiene como objetivo informar al Presidente de la República, en forma periódica y oportuna, los avances y alertas de la gestión institucional, mediante el seguimiento a las metas presidenciales, que a su vez tiene indicadores correspondientes a ministerios, direcciones generales, organismos centralizados y descentralizados.

La tabla 1, presenta los resultados de la ETED en el SMMGP correspondiente al mes de diciembre 2019.

Tabla 1 Resultados del Sistema de Medicion y Monitoreo a la Gestión Pública (SMMGP)

Resultado	Sistema de Indicadores			
META (Plan Expansión)	ITICGE	NOBACI	TRANSPARENCIA	CONTRATACIONES

SMMGP: Sistema de Medición y Monitoreo a la Gestión Pública

CONTRATACIONES: Mide el nivel de uso del portal transaccional de Contrataciones Publicas

ITICGE: Indice de Tecnologia de la Infomacion y de Gobierno Electrónico (esta calificación se debe al cambio de la ponderación de los indicadores)

NOBACI: Normas Básica de Control Interno

UPDATE [Security].[User] SET [Security].[User].ParentUserID = 2689 WHERE [Security].[User].UserID = 2677

2.2 Balanced Scorecard ETED.

El Balanced Scorecard o Cuadro de Mando Integral de la ETED, muestra un resumen detallado de los resultados mensuales de los principales indicadores de gestión, el desempeño logrado se obtiene comparando el valor alcanzado con la meta planeada.

Tabla 2 Balanced Scorecard de la ETED

Perspectiva	Indicador	Unidad Medida	Meta	Alcanzado	Cumplimiento
Grupo de Interés	Energía No Suministrada	GWh	8.44	8.44	100%
Cliente	Pérdidas de transmisión	%	<3%	1.92%	100%
Financiera	Gestion de Cobros	%	100%	56.00%	56.00%
Procesos Internos	Regulación frecuencia ±.15 Hz.	%	99%	89.02%	89.02%
	Regulación frecuencia ±.25 Hz.	%	100%	98.36%	98.36%
	Regulación de voltaje 138 kV	%	100%	95.90%	95.90%
	Regulación de voltaje 345kV	%	100%	100.00%	100.00%
	Regulación de voltaje 69 kV	%	100%	97.67%	97.67%
	% Ejecución programa mejora operación	%	100%	98.33%	98.33%
	Disponibilidad de líneas 69 kV	%	100%	99.92%	99.92%
	Disponibilidad de líneas 138 kV	%	100%	99.97%	99.97%
	Disponibilidad de líneas 345 kV	%	100%	100.00%	100.00%
	Disponibilidad banco de capacitores	%	100%	100.00%	100.00%
	Disponibilidad de Auto 345/138 kV	%	100%	100.00%	100.00%
Disponibilidad de Auto 138/69 kV	%	100%	100.00%	100.00%	

3.0 Balanced Scorecard de la ETED por perspectiva

A continuación, los detalles de cada uno de los indicadores del BSC de la ETED agrupados por perspectivas.

3.1 Grupo de Interés

Como Organización del Sector Público nuestro grupo de interés incluye al ciudadano dominicano, quien, como elector y contribuyente de impuestos, es el propietario final de las organizaciones del sector público, sean estas empresas o instituciones. Este es representado por el gobierno, los organismos reguladores, el congreso, entre otros.

Nuestro grupo de ínteres espera de nosotros; mejorar la ETED para crear valor al ciudadano a través de la provisión de un servicio de transporte de energía eléctrica de clase mundial, contribuyendo así a su calidad de vida y al desarrollo del país.”

3.1.1 Energía No Suministrada Atribuible a la ETED¹

Tabla 3. Energía No Suministrada atribuible a ETED (ENS)

Indicador	Noviembre 2018	Noviembre 2019	% Variación
Energía no suministrada (ENS) en Gwh	0.01	8.44	1.05% ↑

¹ La ENS es un indicador descendente, es decir, que mientras menor sea el valor, mejor será el desempeño de la empresa. El dato de la Energía no suministrada corresponde al mes de noviembre del año 2019, debido a que el OC publica el informe los días 23 del mes siguiente.

Comportamiento de la ENS atribuible a la ETED Año 2018- Enero-Noviembre 2019 (GWh)

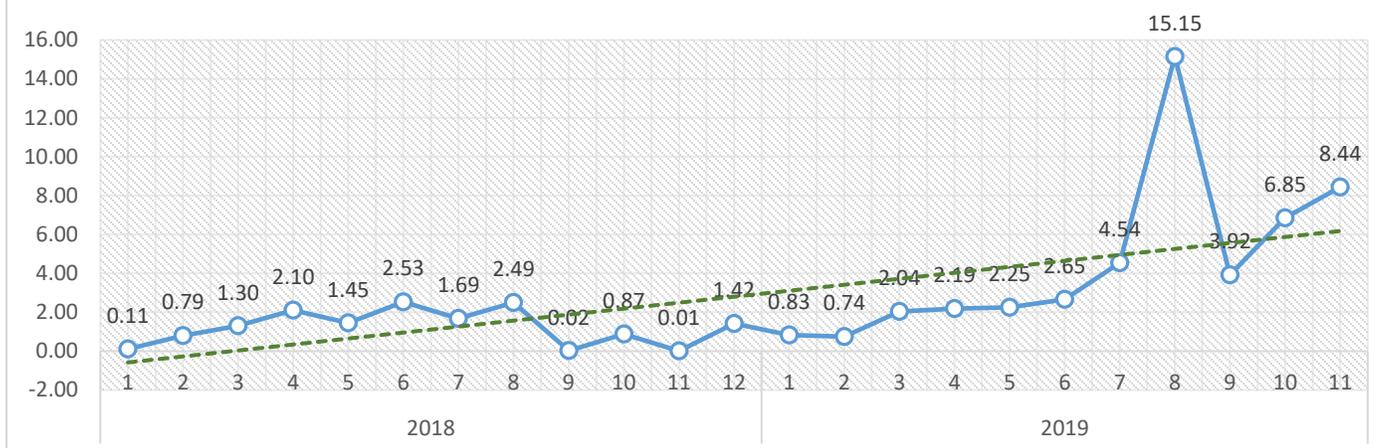


Ilustración 1. Comportamiento de la ENS atribuible a la ETED

De acuerdo con las informaciones publicadas en el portal del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI), la Energía no suministrada atribuible a la ETED aumentó en un 1.05% durante el periodo enero-noviembre 2019, pasando de 0.01 GWh en noviembre del año 2018 a 8.44 GWh en noviembre 2019, debido a los eventos ocurridos en el sistema por los mantenimientos y salidas de centrales de generación de alta importancia para el SENI.

3.2 Perspectiva del cliente

Servimos a dos grupos de clientes, el primer grupo lo integran las Empresas Generadoras de Electricidad y las Empresa Distribuidoras de Electricidad y, el segundo grupo, los Usuarios No Regulados (UNRs). Ellos esperan y merecen recibir un producto y un servicio de transmisión de calidad, confiable, seguro y al menor costo.

3.2.1 Balance de energía y pérdidas de transmisión

En la siguiente tabla presentamos las pérdidas técnicas de transmisión del mes de noviembre ² del año 2019 comparado con su valor en noviembre del 2018.

Tabla 4 Pérdidas de transmisión

Indicador	Unidad medición	Noviembre 2018	Noviembre 2019	Variación en % Pérdidas
<i>Inyecciones</i>	GWh	1,331.13	1,564.29	0.31%↑
<i>Pérdidas</i>	GWh	21.42	27.99	
<i>Pérdidas de transmisión³</i>	%	1.61%	1.92%	

Las pérdidas técnicas aumentaron en noviembre 2019 en un 0.31 %, comparado con el valor noviembre del 2018. El indicador se mantiene dentro del límite establecido en la regulación que es de un 3%.

³ Este indicador es de tipo descendente, es decir, que mientras menor sean las pérdidas de transmisión mejor es el desempeño de la empresa.

3.3 Perspectiva Financiera

La Gestión Financiera de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), correspondiente a diciembre del 2019 incluye el consolidado de los estados financieros, disponibilidad bancaria y gestión de cobros a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

3.3.1 Facturación y cobros

Las tablas 5 y 6 detallan el monto de la facturación y el cobro de la ETED a diciembre del 2019.

Tabla 5. Facturación al periodo

Facturación	Enero-Dic (RD\$MM)
CDEEE	16.0
Distribuidoras	174.6
EGEHID	167.4
Generadores Privados	291.6
Total Facturación	649.6

Tabla 6. Cobros al periodo

Cobros	Enero-Dic (RD\$MM)
CDEEE	0.0
Distribuidoras	46.9
EGEHID	0.0
Generadores Privados	194.8
Total Cobros	241.7

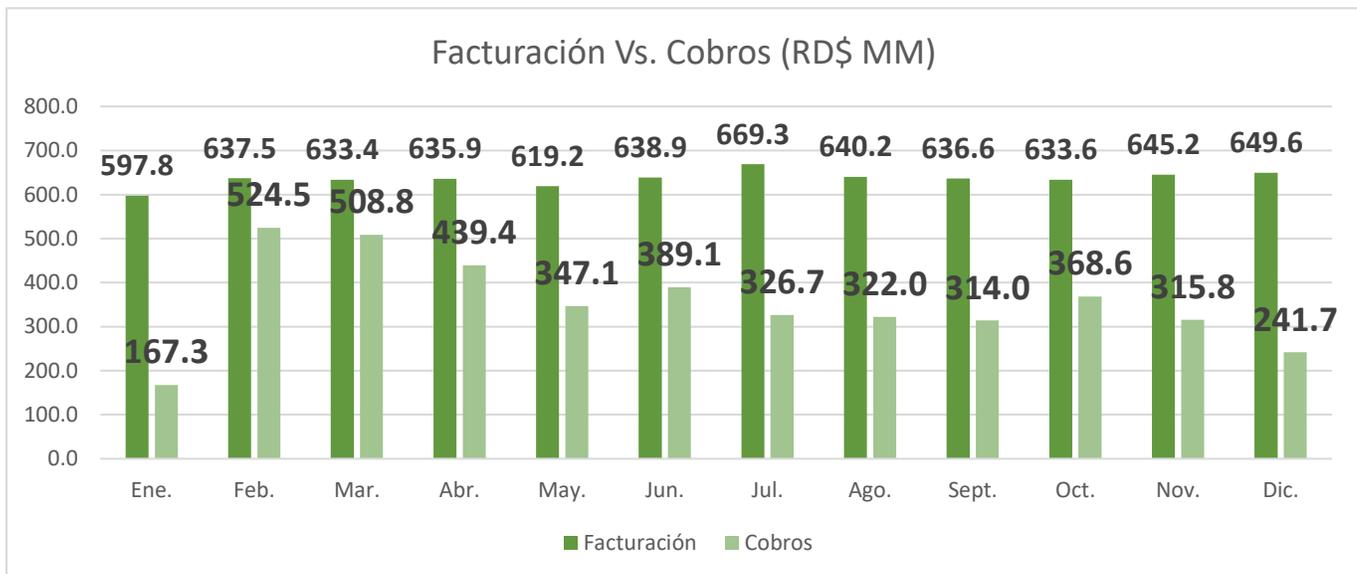


Ilustración 2. Facturación vs Cobro

3.3.2 Balance de las cuentas por cobrar

El balance de las cuentas por cobrar a los Agentes del Mercado correspondiente al periodo Enero- diciembre del año 2019 es de **RD\$26,013.2MM**; las empresas relacionadas (CDEEE, EGEHID y las EDES), ascienden a **RD\$ 25,743.5 MM**, lo que representa un 98.96% del total de las cuentas por cobrar.

Tabla 7. Balance de las cuentas por cobrar ETED

Balance de las cuentas por cobrar	Enero-Diciembre (RD\$ MM)
CDEEE	8,480.6
Distribuidoras	4,122.5
EGEHID	13,140.5
Generadores Privados	269.7
Total Balance de cuentas por cobrar	26,013.2

3.3.3 Ejecución Presupuestaria

La planificación presupuestaria al mes de diciembre del 2019 con recursos propios y externos es de **RD\$ 660.9 MM**, el total ejecutado en el periodo es de **RD\$ 1,244.4 MM**, superando lo planificado del periodo, según se detalla a continuación:

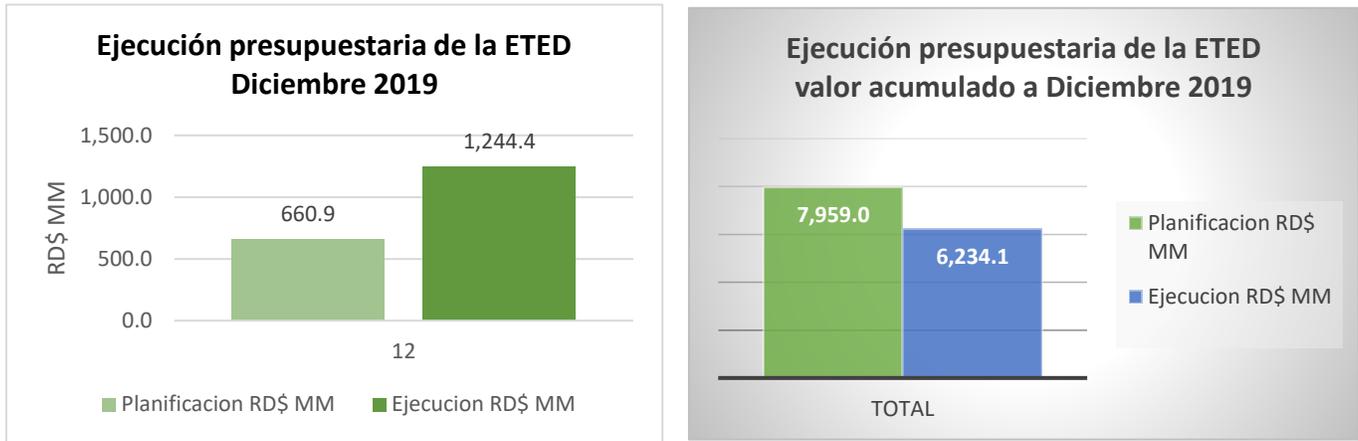


Ilustración 3. Ejecución presupuestaria general y acumulada al periodo

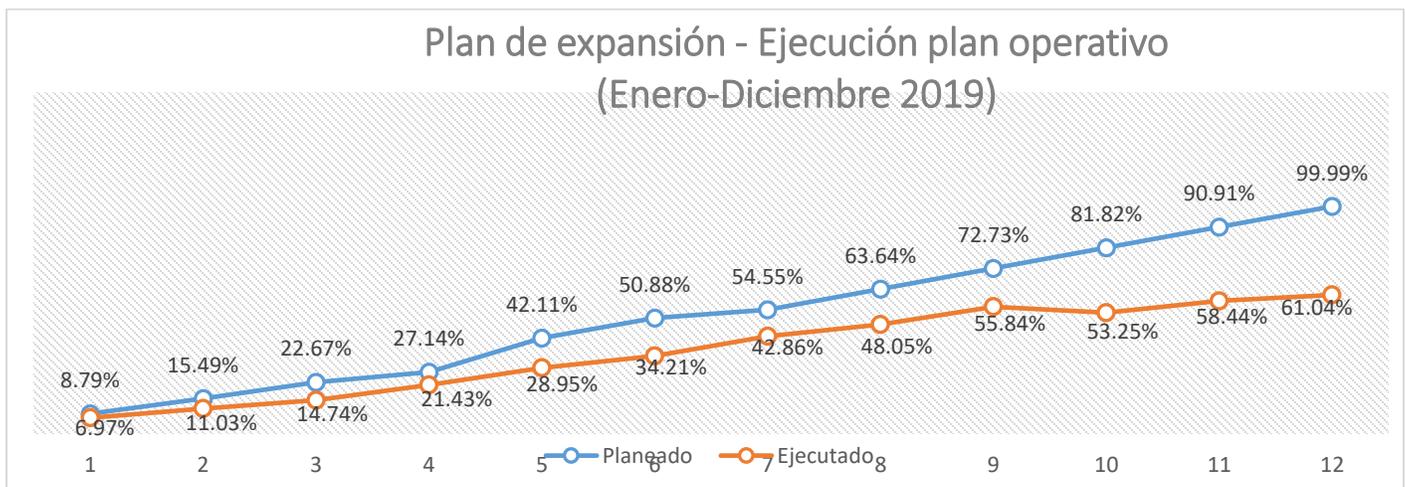
Como se muestra en la ilustración anterior, la ejecución presupuestaria acumulada de la ETED se sitúa en RD\$ 6,234.1 MM, de los RD\$7,959 MM planificado.

3.4 Perspectiva Procesos Internos

La Perspectiva Operativa comprende la gestión de las áreas misionales de la empresa, involucradas en la provisión del servicio de transporte de energía a los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Esta perspectiva muestra el desempeño de la ETED en el desarrollo de la expansión de la infraestructura de transmisión y de telecomunicaciones, la operación de los sistemas (SENI-STN) y la gestión del mantenimiento de los activos del sistema de transmisión.

3.4.1 Expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN)

La meta actual del Plan de Expansión contiene 46 proyectos con 23 en fase de planificación, equivalente al 50.00% y 23 proyectos se encuentran en la fase de ejecución, que representan un 50.00%. La inversión estimada para el 2019 en los proyectos del Plan de Expansión asciende a la suma de **RD\$ 2,118.93 MM**, de los cuales se han ejecutado **RD\$ 1,856.06 MM** en el periodo enero-diciembre 2019, correspondientes al **88%** de lo presupuestado. En el periodo enero-diciembre el índice de desempeño de cronograma del plan de expansión para el año 2019 es de un **0.51** (comparación del trabajo planificado y el ejecutado al periodo) y un desempeño general de cronograma de **61.04%**.



Los proyectos del plan de expansión que se encuentran en ejecución y/o conclusión son:

Proyectos	Avance
Ampliar la subestación de San Pedro II	99.00%
Construcción Subestación Villa Altagracia	34.00%
Construcción Subestación Hato Mayor 138/69 kV	99.00%
Ampliación la subestación El Seibo	97.00%
Construcción 76.8 Km de línea de transmisión desde la comunidad de Pizarrete, hasta la provincia Azua	100.00%
Construcción 25.60 Km línea de transmisión desde Puerto Plata hasta la Playa Dorada	28.00%
Construcción Subestación de maniobra Sosua	61.00%
Construcción 41 Km de línea de transmisión desde Duvergé hasta Jimaní	75.00%
Construcción 26.3 Km de línea de transmisión desde San Juan de la Maguna hasta Vallejuevo	95.00%
Construcción 2.7 Km de línea de transmisión desde AES hasta Guerra (Interconexión)	71.00%
Construcción 20 Km de línea de transmisión desde la prolongación SPM hasta Guerra	83.00%
Construcción Subestación Imbert 69 kV	82.00%
Construcción Subestación Playa Dorada	70.00%
Construcción línea de transmisión desde la comunidad de Juancho hasta la comunidad de Pedernales	23.00%
Proyecto de Sustitución de Cable de Guarda por Fibra Óptica OPGW 24 y 48 fibras	98.00%
Construcción 23.88 Km de Línea de Transmisión 138 kV desde Subestación Hato Mayor a Subestación Seibo	95.00%
Construcción la Subestación 138 kV Rio San Juan y Ampli. Nagua	99.50%
Construcción del desvío de la LT 345 kV Julio Sauri - El Naranjo, Tramo terreno SE Bonao III y Líneas 138 kV aliadas	64.00%
Subestación 138 69 kV Dajao	21.00%
Subestación 138 69 kV Higüey II	9.00%
Adecuación de terreno Subestación 345 138 kV Bonao III	99.00%

3.4.2 Operación del SENI y del STN

En esta categoría se agrupan los objetivos estratégicos que tienen mayor impacto en la creación de valor, brindando servicios con los más altos estándares de calidad, seguridad y al menor costo posible. Alcanzaremos la Excelencia Operacional expandiendo nuestra infraestructura de transmisión, operando y manteniendo efectivamente el SENI y el STN y cultivando relaciones memorables con los agentes del mercado eléctrico.

En la actualidad la mejora en la Operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), se mide a través del cumplimiento de los indicadores de Frecuencia y Voltaje, de acuerdo con lo establecido en la Ley General de Electricidad (RALGE) en el Reglamento de aplicación. A continuación, se presenta el comportamiento de estos indicadores en el mes de diciembre del año 2019.

3.4.2.1 Comportamiento de la frecuencia del sistema

El Artículo 150 del Reglamento de Aplicación a la Ley General de Electricidad (RALGE) establece que la frecuencia debe mantenerse en el 99.0% del tiempo en el rango ± 0.15 Hz, mientras que el 99.8% del tiempo debe estar en el rango ± 0.25 Hz. A continuación, se detalla los valores de la frecuencia para el mes de diciembre del 2019:

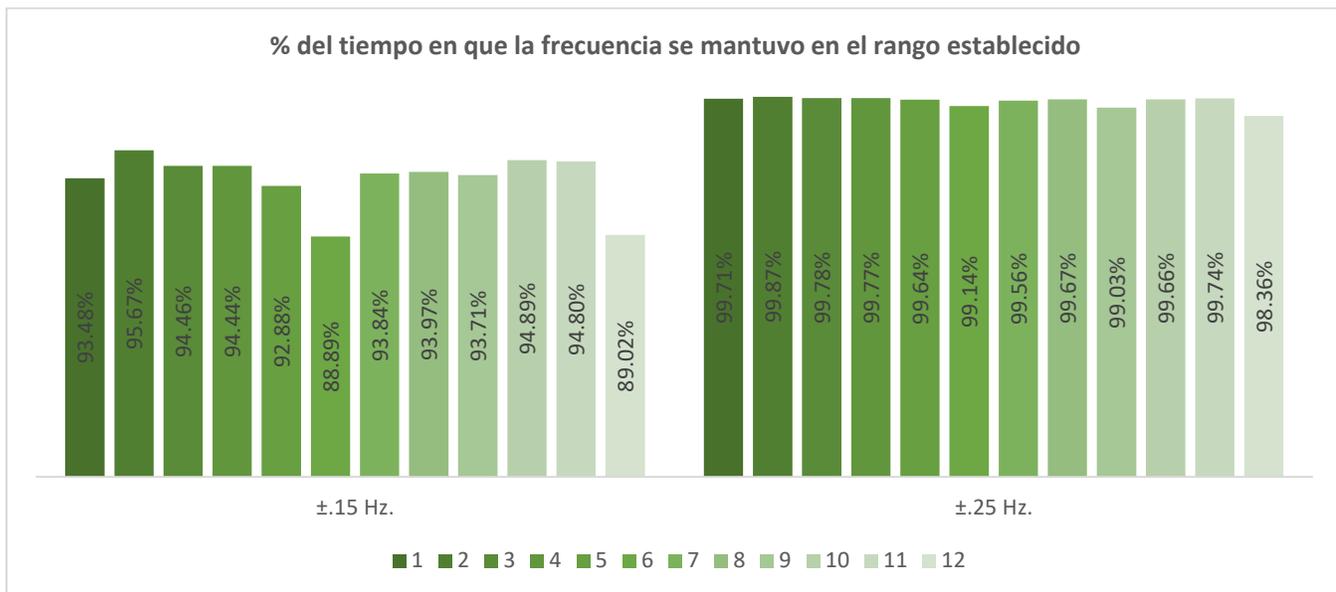
Tabla 8. Comportamiento de la frecuencia del SENI

Parámetro	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
± 0.15 Hz.	93.48%	95.67%	94.46%	94.44%	92.88%	88.89%	93.84%	93.97%	93.71%	94.89%	94.80%	89.02%	93.34%
± 0.25 Hz.	99.71%	99.87%	99.78%	99.77%	99.64%	99.14%	99.56%	99.67%	99.03%	99.66%	99.74%	98.36%	99.49%
Promedio	96.60%	97.77%	97.12%	97.11%	96.26%	94.02%	96.70%	96.82%	96.37%	97.27%	97.27%	93.69%	96.42%

Ilustración 4 Comparación del % del tiempo en que la frecuencia se mantuvo en el rango establecido (2018-2019)

Parámetro	2018	2019	Variación
±.15 Hz.	95.05%	93.34%	-1.71%
±.25 Hz.	99.71%	99.49%	-0.22%
Promedio	97.38%	96.42%	-0.99%

Ilustración 5 Comportamiento de la frecuencia del SENI



Como se muestra en la tabla 8, la frecuencia del SENI muestra una disminución en 0.99% su valor en el periodo Enero-diciembre 2019, comparado con ese mismo periodo en el 2018, pasando de 97.38% en 2018 a 96.42% en 2019.

3.4.2.2 Comportamiento del voltaje del sistema de acuerdo con el nivel de tensión

El artículo 149 del RALGE, establece que el nivel de voltaje en las subestaciones de transmisión debe permanecer dentro del rango $\pm 5\%$ (entre 0.95 y 1.05 en valores por unidad).

Tabla 9. Comparación comportamiento de la tensión en el periodo analizado.

Parámetro	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
138 kV	99.54%	98.87%	98.49%	99.72%	99.75%	99.28%	92.92%	97.72%	94.19%	97.76%	96.92%	95.90%	97.59%
345 kV	100.00%	100.00%	100.00%	99.93%	99.72%	99.21%	98.44%	99.03%	100.00%	97.68%	99.21%	100.00%	99.44%
69 kV	99.68%	99.29%	99.25%	97.75%	97.74%	97.66%	93.43%	94.41%	94.67%	93.40%	93.21%	97.10%	96.47%
Promedio	99.74%	99.39%	99.25%	99.13%	99.07%	98.72%	94.93%	97.06%	96.28%	96.28%	96.45%	97.67%	97.83%

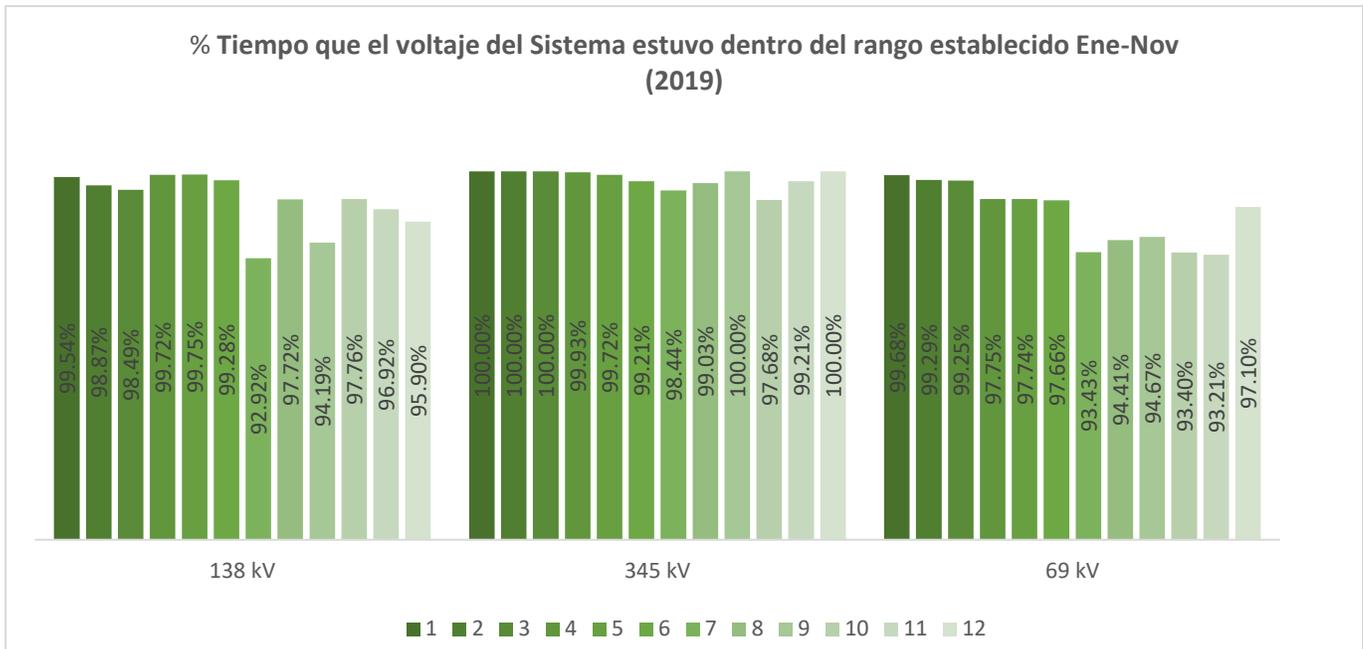


Ilustración 6. Comportamiento del voltaje del SENI

Tabla 10. Comportamiento del voltaje del SENI.

Parámetro	2018	2019	Variación
138 kV	99.24%	97.59%	-1.66%
345 kV	98.73%	99.44%	0.71%
69 kV	99.06%	96.47%	-2.62%
Promedio	99.01%	97.83%	-1.19%

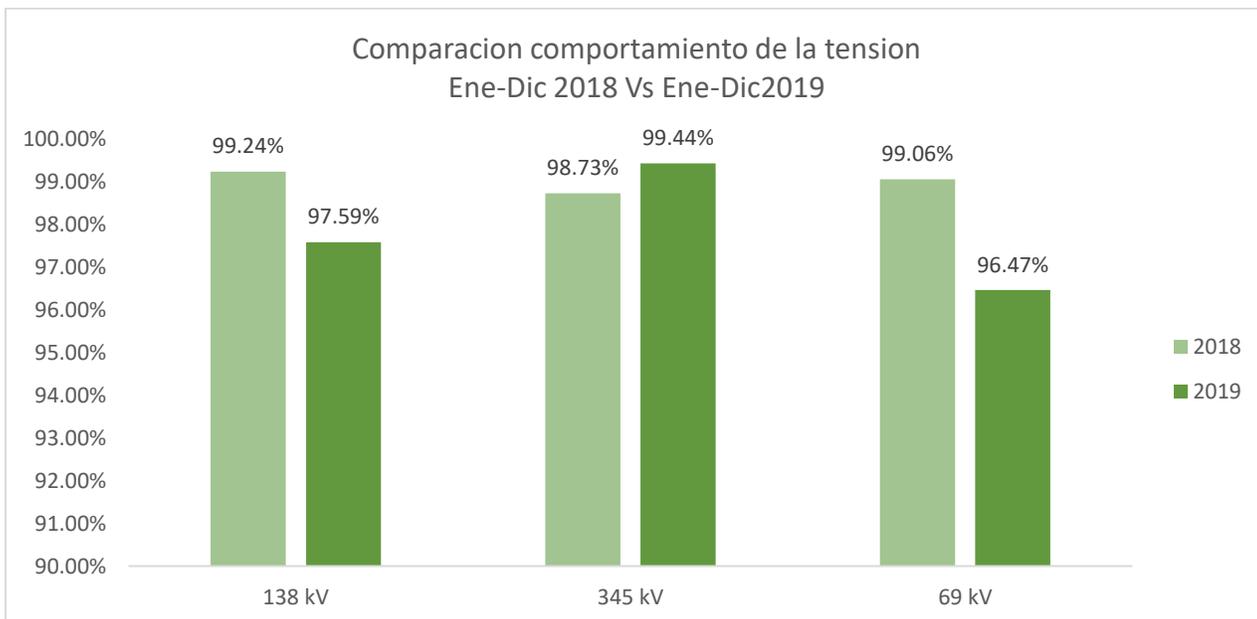
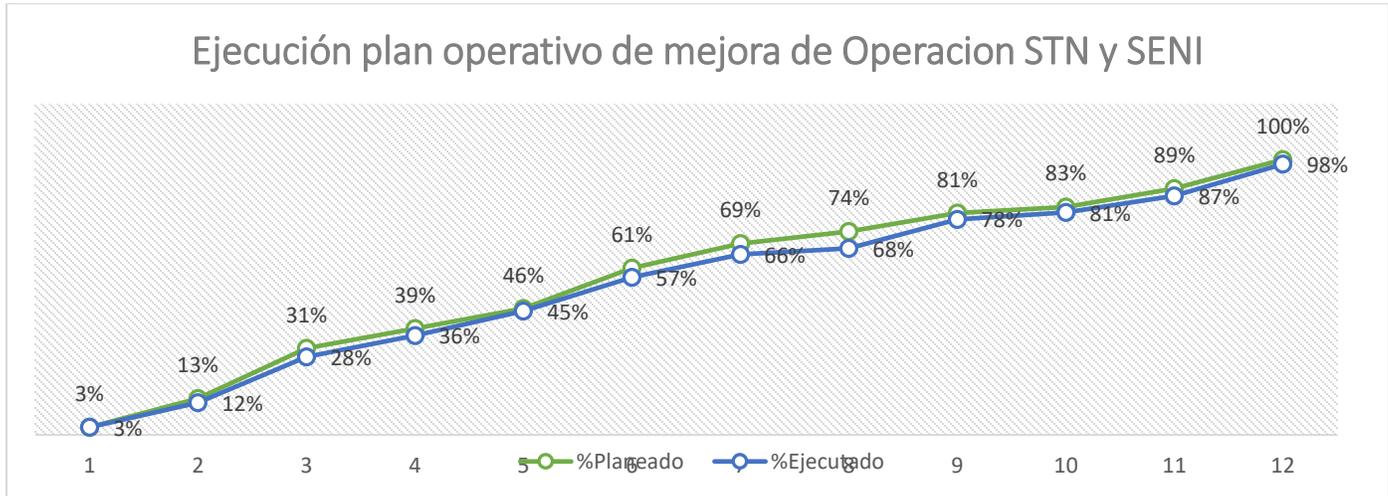


Ilustración 7. Comparación comportamiento de la tensión 2018-2019

3.4.2.3 Proyectos para la mejora de la operación del sistema

El programa de proyectos elaborado para mejorar la operación del sistema consta de 6 proyectos, con una inversión de **RD\$33.63 MM**, de los que se ha invertido **RD\$9.33 MM** para un **28%** de ejecución respecto al monto total planificado en el año. Dentro de los proyectos relevantes programados para este período, se encuentra el análisis geométrico de sistema de potencia (GAP), implementación del Sistema ISO Tools para la gestión automatizada del sistema de calidad, construcción del STN o Centro Control de Respaldo, mejora y prospectiva tecnológica para (CCE), desarrollo de sistema de evaluación de respuesta y desempeño en Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) de las unidades del SNI, Estudio de Smart Grids, entre otros.



A continuación, un resumen de los proyectos de mejora de la operación a diciembre 2019:

Tabla 11. Proyectos para la mejora de la operación del sistema

Proyectos en ejecución	Avance
Estudio de Factibilidad para la Implementación de un Centro de Control de Respaldo del CCE	100%
Proyecto Implementación ISO Tools	100%
Análisis Geométrico de Sistema de Potencia (GAPS)	100%
Estudio de Smart Grids	100%
Desarrollo de sistema de tiempo real para evaluación de respuesta y desempeño en RPF de las unidades del SENI	100%
Prospectiva Tecnológica para el CCE	85%

3.4.2.4 Mantenimiento de la infraestructura de transmisión

La Gestión del Mantenimiento de la Infraestructura se enfoca en mantener en óptimas condiciones operativas y funcionales las instalaciones eléctricas de la Empresa, con la finalidad de transportar de forma eficiente y confiable la energía eléctrica desde los centros de generación hasta las Empresas Distribuidoras de Electricidad y los Usuarios No Regulados.

3.4.2.5 Disponibilidad de las Líneas de Transmisión por Nivel de Tensión

Tabla 12. Disponibilidad de las Líneas de Transmisión por Nivel de Tensión

Parámetro	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
69 kV	99.94%	99.87%	99.81%	99.81%	99.86%	99.89%	99.88%	99.95%	99.91%	99.89%	99.90%	99.92%	99.89%
138 kV	99.96%	99.97%	100.00%	100.00%	99.98%	100.00%	99.96%	99.93%	99.98%	99.98%	99.99%	99.97%	99.98%
345 kV	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
Promedio	99.97%	99.95%	99.94%	99.94%	99.95%	99.96%	99.95%	99.96%	99.96%	99.96%	99.96%	99.96%	99.95%

Parámetro	Ene-Dic 2018	Ene-Dic 2019	Variación
69 kV	99.89%	99.89%	-0.01%
138 kV	99.98%	99.98%	0.00%
345 kV	100.00%	100.00%	0.00%
Promedio	99.96%	99.95%	0.00%

3.4.2.6 Disponibilidad de los equipamientos en las Subestaciones de ETED

Tabla 13. Disponibilidad de los equipamientos en las Subestaciones de ETED

Parámetro	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Disponibilidad banco de capacitores	99.97%	100.00%	99.84%	99.91%	99.97%	99.91%	100.00%	99.96%	99.97%	99.96%	100.00%	99.83%	99.94%
Disponibilidad de Auto transformadores 345/138 kV	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
Disponibilidad de Auto transformadores 138/69 kV	99.97%	99.92%	98.94%	99.94%	99.96%	99.90%	99.96%	99.96%	100.00%	99.97%	99.94%	99.98%	99.87%
Promedio	99.98%	99.97%	99.59%	99.95%	99.98%	99.94%	99.99%	99.98%	99.99%	99.98%	99.98%	99.94%	99.94%

Tabla 14. Comparación de disponibilidad de los equipamientos de las Subestaciones

Parámetro	Ene-Dic 2018	Ene-Dic 2019	Variación
Disponibilidad banco de capacitores	99.91%	99.94%	0.03%
Disponibilidad de Autotransformación 345/138 kV	100.00%	100.00%	0.00%
Disponibilidad de Autotransformación 138/69 kV	99.92%	99.87%	-0.05%
Promedio	99.94%	99.94%	-0.01%

El presupuesto de inversión del plan de mantenimiento del sistema de transmisión asciende a **RD\$607.04 MM** de los que se han invertido unos **RD\$406.91 MM** para un **67%** de ejecución respecto al monto total planificado en el año 2019.

3.4.3 Programa de proyectos de Telecomunicaciones (República Digital)

En apoyo al programa República Digital, en el eje de “Banda Ancha para Todos”, la ETED está ampliando su Red de Fibra Óptica en todo el territorio nacional. En el último periodo del 2018 y durante el primer trimestre del 2019 se concluyó la instalación de 642.54 km adicionales con una inversión de unos RD\$700 MM, en las provincias de: Monte Cristi, Valverde Mao, Santiago Rodríguez, Espaillat, Hermanas Mirabal, Duarte, San Pedro de Macorís, Barahona, San Juan, Dajabón, entre otras.

El programa de proyecto de telecomunicaciones (República Digital) está dividido en tres etapas; la primera contempló la construcción de 12 nodos que soportan la operación de la comunicación por fibra óptica, esta ha sido completada en un 100%, la segunda etapa, la construcción de 23 nodos en las diferentes localidades, actualmente se encuentra en fase de construcción.

En la actualidad se han culminado las obras civiles en las subestaciones de Timberque II, Cesar Nicolas Penson y Boca Chica, mientras que en fase final de conclusión están las obras civiles en las subestaciones Hato Mayor y El Seibo. La tercera etapa contempla la construcción de 21 nodos ópticos en el 2020, para un total de 51 nodos, el proceso de licitación para esta fase III se inició en el 4to trimestre del 2019.

4.0 Resumen de las Inversiones ETED

El siguiente cuadro contiene un resumen de las inversiones planificadas en los proyectos de las áreas operativas de la empresa y el nivel de ejecución al mes de diciembre del año 2019.

Concepto	Inversión Planificada a Dic 2019 (RD\$ MM)	Ejecutada al mes Dic 2019 (RD\$ MM)
Plan Expasión del Sistema	2,118.93	1,856.06
Mejora en la Operación	33.63	9.33
Mantenimiento de Infraestructura	607.04	406.91
Proyectos de Tecnología y Telecomunicaciones	304.26	258.60
Total de Inversión	3,063.87	2,530.89

La inversión ejecutada al mes de diciembre es de **RD\$2,530.89 MM** de los **RD\$3,063.87 MM** planificado, esta ejecución representa un 83%.